

PREVISÃO DE FORMAÇÃO DE HIDRATOS E CÁLCULO DA VAZÃO DO INIBIDOR UTILIZANDO A APLICAÇÃO PLANT INFORMATION

Ana Paula Freire Maia¹; Raissa Fernanda Bezerra de Oliveira²; Marcilio Pelicano Ribeiro³

RESUMO

A presença de água livre ou dissolvida no gás natural é um dos grandes desafios enfrentados em sistemas de produção de petróleo e gás, tanto na produção logo após a cabeça do poço, quanto no transporte do fluido da plataforma até o continente. Dependendo da composição do gás, teor de contaminantes, quantidade de água e conformação física das linhas podem ocorrer problemas de corrosão e/ou formação de compostos sólidos chamados de hidratos que podem tamponar o duto total ou parcialmente. Com o objetivo de entender, participar e prevenir problemas de formação de hidratos no escoamento de gás natural, propomos a aplicação de dados em um software que gera uma alarme quando houver propensão à formação de hidratos na linha de escoamento. Para isso, diversos modelos experimentais, gráficos e termodinâmicos foram estudados, dentre eles foram utilizados neste trabalho o Modelo de Sloan e o Modelo Termodinâmico Simplificado que se mostram os mais precisos atualmente, cada um em uma faixa de Pressão e Temperatura. Através de modelos analíticos de cálculo de massa de água dissolvida no gás e de temperatura de formação de hidrato, foi criada uma aplicação gráfica, com coleta dos dados em tempo real, utilizando o software de plantas industriais Plant Information que gera uma curva de formação de hidratos atualizada automaticamente que compara com a condição de operação instantânea e mostra ao operador da plataforma o quão perto está a mistura produzida de formar hidratos e se necessário, quanto de inibidor deve ser injetado para prevenir o problema.

Hidratos, Plant Information, Inibidores.

1. INTRODUÇÃO

O produto Gás Natural obtido das Unidades de Processamento é uma fonte de

¹ Universidade Potiguar; Engenharia de Petróleo e Gás - paula.maia@hotmail.com.br

² Universidade Potiguar; Engenharia de Petróleo e Gás - raissafernandacet@yahoo.com.br

³ Professor Dr. de nível Superior IV - Universidade Potiguar; Técnico de Operação Pleno - Petrobras



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

energia extremamente estratégica para o Brasil, já que seu uso inclui o segmento industrial, geração de energia elétrica, comercial, automobilístico, residencial, entre outros.

De acordo com os dados oficiais da ANP, em Abril de 2016 foram produzidos em média 96,8 Milhões de m³/dia (MMm³/d) de gás natural. Dessa produção, 27,5 MMm³/d foram utilizados para auxiliar a produção em forma de método de elevação (gás lift) ou método de recuperação, reinjetando no reservatório; 4,0 MMm³/d foram queimados e 12,6 MMm³/d foram consumidos internamente para geração de energia elétrica e/ou fonte de calor nas unidades. Dessa forma, um total de 52,7 MMm³/d é que são produzidos atualmente nos campos da Petrobrás. Se levar em consideração que em torno de 75% da produção de gás natural está situada em campos marítimos, chega-se a um número de 39,5 MMm³/d de gás natural escoando em dutos marítimos.

Porém, para chegar ao consumidor, o gás precisa ser separado da fase líquida nas Unidades de Produção marítimas e terrestres, sofrer um processo de condicionamento para retirada de contaminantes e aumento de pressão, ser transportado para as Unidades de Processamento, resfriado e destilado para obtenção dos principais produtos como Gás Industrial, Etano Petroquímico, Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e Gasolina Natural. Todos esses derivados são distribuídos e comercializados de forma conveniente para o consumidor final.

Uma das possíveis dificuldades em todo esse processo é o risco de formação de hidrato durante o escoamento do gás. Hidrato é uma solução sólida, visualmente similar ao gelo, de composição mal definida entre moléculas de hidrocarbonetos de baixo peso molecular e água, trata-se de cristais formados pelos componentes do gás natural em

presença de água (Vaz, 2008). Ele é formado a partir da presença de água livre (fase líquida) ou quando esta encontra em equilíbrio com o gás natural na fase gasosa combinada com as condições operacionais de alta pressão e baixa temperatura. Para evitar a formação do hidrato são utilizadas Unidades de Desidratação para remover a umidade do gás, ou são injetados inibidores de hidratos para diminuir o ponto de congelamento da mistura.

Um dos principais motivos de perda de produção em uma planta de processamento de gás natural é a formação de hidrato nas tubulações e equipamentos. Uma vez formado, é necessária a injeção de um fluido como o metanol para dissociar o mesmo e recuperar o escoamento normal na planta, visando sempre a segurança e a continuidade das operações.

Neste trabalho será estudado e simulado o segundo momento crítico: a formação de hidrato durante o escoamento de unidades de produção para unidades de processamento. Com as informações de composição do gás, pressão, temperatura e vazão, serão geradas curvas de formação de hidrato em uma aplicação em Excel que receberá os dados do software de acompanhamento industrial chamado Plant Information. Essa aplicação permitirá ao operador de supervisão se antecipar ao problema e tomar ações preventivas, garantindo assim a continuidade e a segurança operacional através da leitura das variáveis operacionais on line e previsão se as condições estão se aproximando da curva de formação de hidrato, gerar graficamente as curvas, tendências, alarmes e cálculo da vazão de inibidor quando necessário.

2. METODOLOGIA

Para gerar a aplicação foi necessário partir de uma composição de gás natural e com ela calcular a densidade da mistura. Com

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



a densidade e as variáveis operacionais como temperatura, pressão, vazão foi possível estimar a temperatura de formação do hidrato e variações próximas para gerar o gráfico Pressão de Formação por Temperatura de Formação do Hidrato (PFH x TFH). Com a possibilidade de formação de hidrato são também calculados a massa de água condensada do gás natural durante o escoamento e a massa e vazão de inibidor necessário para prevenir e/ou dissociar o hidrato considerando diferentes tipos disponíveis.

2.1 Dados de entrada

Para partir de dados reais, foram utilizados os dados de composição de um gás típico e dados variados de vazão, pressão e temperatura para simular as condições de operação. Com a aplicação em funcionamento, é possível pegar as variáveis operacionais online e gerar a curva de formação instantânea. A Tabela 1 contém os dados de operação utilizados na pesquisa.

CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO	
Densidade do Gás	0,67
Vazão	800 mil M ³ / dia
SAÍDA DA PLATAFORMA	
Pressão	600 KPa
Temperatura	35°C
CHEGADA PARA CONDICIONAMENTO E PROCESSO	
Pressão	500 KPa
Temperatura Mínima	30°C

Tabela 1 - Dados Operacionais.

2.2 Temperatura de Formação de Hidrato

A partir dos dados da composição, que permite obter a densidade do gás, e as condições de pressão pelas quais o fluido irá passar, é possível calcular a temperatura de formação do hidrato. Com essa informação é possível prever se durante a transferência, será necessário modificar as condições de

pressão e/ou temperatura ou injetar inibidores.

A previsão da temperatura e/ou da pressão de formação de hidratos foi bastante estudada nas últimas décadas, com o objetivo de se encontrar uma solução analítica, com alta precisão e aplicabilidade para diferentes misturas gasosas, doces e ácidas também. Hammerschmidt (1934), Elgibaly e Elkamel (1981), Berg (1986), Kobayashi et al (1987), Motiee (1981), Ostergaard (2000), Towler e Mokhatab (2005), Ameripour e Barrufet (2009), Zahedi et al (2009), Bahadori e Vuthaluru (2009) são exemplos de trabalhos que propunham metodologias para o cálculo da temperatura/pressão de formação de hidratos.

A pesquisa de Safamirzaei (2015) fez uma comparação entre esses trabalhos, incluindo uma nova correlação proposta por ele, onde foram avaliados o número de parâmetros ajustáveis, a precisão e a simplicidade de cada modelo. A nova correlação de Safamirzaei se mostrou mais indicada para o cálculo da temperatura de formação de hidrato, porém ainda precisa de ajustes para a avaliação da pressão de formação. Essa correlação foi a utilizada neste trabalho, onde a temperatura de formação de hidrato é dada pela Equação 1, onde os coeficientes tem valores referenciados na bibliografia de acordo com Safamirzaei :

$$T(K) = A \cdot \gamma^B (\ln P_{(Kpa)})^C \quad (1)$$

Onde:

T – Temperatura de Formação do Hidrato, K;

γ – densidade do gás

P – Pressão, Kpa

A, B, C – coeficientes:

A = 194,681789

B = 0,044232

C = 0,189829

2.3 Massa de água condensada

O cálculo da massa de água dissolvida no gás natural se dá através da avaliação das condições operacionais em dois momentos: na saída da plataforma (P, T de saída) e na condição de temperatura mínima do fluxo e sua respectiva pressão (P, T_{min}). Assim, a massa condensada que foi removida do gás é a diferença entre a massa dissolvida no gás em condições de saída da plataforma e a massa dissolvida na condição de temperatura mais baixa, levando em consideração também os contaminantes ácidos, sais e densidade, calculada pela Equação 2:

$$W_g = W_i - W_{min}$$

(2)

Onde:

W_G – massa de água removida do gás e condensada

W_i – massa de água dissolvida no gás natural em condições de plataforma

W_{min} – massa de água dissolvida no gás natural em condições de menor temperatura, T_{min}

Em trabalhos publicados recentemente (Zhu Lin *et al*, 2014) e (Zhu Lin, *et al*, 2015) foram comparados os diferentes métodos de cálculo de massa de água dissolvida no gás doce e ácido utilizando os métodos citados nos aspectos teóricos: correlações a partir de dados gráficos de origem experimental, modelos termodinâmicos e correlações empíricas e semi-empíricas. Nesses estudos diversas fórmulas e modelos propostos nas últimas décadas foram comparadas com os resultados experimentais em diferentes faixas de temperatura e pressão.

Assim, foram escolhidos para esse trabalho os dois modelos que apresentaram os melhores resultados para diferentes faixas de temperatura e pressão que são as mais próximas da realidade operacional:

2.3.1. Fórmula de Sloan

Sloan considerou a massa de água dissolvida no gás como uma função de (1/T) e ln(P) e derivou a Equação 3 abaixo baseado em dados a baixas temperaturas e gráficos experimentais, onde a massa de água (WH₂O) é dada em mg/m³ a 15°C e 0,101325 MPa), T na fórmula é usado em °C, a pressão absoluta

$$W_{H_2O} = 16,02 \cdot \exp \left[a_1 + a_2 \ln p + \frac{a_3 + a_4 \ln p}{T + 273,15} + \frac{a_5 / (T + 273,15)^2 + a_6 (\ln p)^2}{T + 273,15} \right]$$

(3)

P em Kpa e os parâmetros a_1 a a_6 são os coeficientes mostrados na Tabela 2:

Tabela 2: Coeficientes da Fórmula de Sloan

Coeficiente	Valor	Coeficiente	Valor
a_1	21,58610	a_4	113,0735
a_2	$\frac{805}{T - 30,905}$	a_5	$\frac{0,3179}{T} - 0,0007654$
a_3	1,280044	a_6	40377,63
	975		58
	-		0,038508
	4808,426		508
	205		

$$\varphi_{H_2O} = \exp \left(\left(\frac{0,069 - 30,905}{T} \right) P + \left(\frac{0,3179}{a_5 T} - 0,0007654 \right) \cdot P^2 \right)$$

(6)

É importante observar que a fórmula de Sloan retorna os melhores resultados na faixa de baixas temperaturas, -40°C a 0°C, e uma ampla faixa de pressão. Então, nesse trabalho, a massa de água dissolvida no gás natural dentro dessa faixa de temperatura foi calculada pela fórmula de Sloan.

2.3.2. Modelo termodinâmico simplificado – *Simplified Thermodynamic Model (STM)*

Esse modelo gera resultados mais precisos em faixas de temperatura de 0 a 37,8°C em pressões abaixo de 13,8 MPa, que são condições bem usuais na transferência de gás natural. A massa de água dissolvida é calculada através da simplificação de um modelo termodinâmico complexo (Equação 4), envolve também o cálculo do coeficiente de fugacidade da água (ϕ_{H_2O}), na Equação 5; V_{H_2O} é a média do volume molar da água para diferentes estados de equilíbrio, gás-líquido (Equação 6) e gás-sólido (Equação 8); P e P_{sw} são dados em MPa, onde P_{sw} é a pressão de vapor saturado da água (Equações 7 e 7).

$$W_{H_2O} = 761900,42 \cdot \frac{p_{sw}}{p} \cdot \exp\left[11,81479 \cdot \frac{p^{0,92951}}{(T + 273,15)}\right]$$

(4)

Para o estado de equilíbrio de líquido-vapor, V_{H_2O} e P_{sw} são dados por:

$$V_{H_2O,Liq} = 4,501 \cdot 10^{-2} - 6,710 \cdot 10^{-4} \cdot T + 1,784 \cdot 10^{-6} \cdot T^2$$

(5)

$$P_{sw} = 10^{-6} \exp\left(\frac{73,649 - 7258,2}{T} - 7,3073 \cdot \ln T + 4,1653 \cdot 10^{-6} \cdot T^2\right)$$

(7)

Para o estado de equilíbrio de sólido-vapor, V_{H_2O} e P_{sw} são dados por:

$$V_{H_2O,Sol} = 19,655 + 0,0022364 \cdot (T - 273,15)$$

(8)

$$P_{sw,sol} = 1,31579 \cdot 10^{0,0977 \cdot T + 7,0358 \cdot 10^{-5} \cdot T^2 - 102,5115496 - \frac{1032,5576407}{T} + 51,0557191 \cdot \log T}$$

(9)

Com esses dois modelos foi possível calcular a massa de água dissolvida no gás utilizando fórmulas matemáticas necessárias para gerar a aplicação gráfica, cobrindo uma ampla faixa de temperatura (-40°C a 40°C) e pressão (até 13,8 MPa) que conseguem ser aplicadas em quase todas as condições de P e T.

2.4 Massa e vazão de inibidor necessária

Para esses cálculos foi utilizado o método de Hammerschidt (1939), onde a equação (10) retorna o peso (% em massa) do inibidor puro em relação à água na fase líquida (W_h). É necessário saber a queda de temperatura sofrida no início do transporte (T na plataforma) até o ponto mais frio (T mínimo), Δt_h ; o peso molecular (MW)_{inh} e a constante de Hammerschmidt (K_H) para cada inibidor, mostradas na Tabela 3:

$$W_h = \frac{(MW)_{inh} \Delta t_h}{(MW)_{inh} \Delta t_h + K_h} \times 100$$

(10)

Tabela 3: Propriedades dos Inibidores de Hidrato

Inibidor	Massa Molar	Massa Específica	Massa Específica	K _H	ΔT _h (°C)
----------	-------------	------------------	------------------	----------------	----------------------

	g/mol	Kg/m ³	lb/gal
Metanol	32,042	792	6,61
Etanol	46,07	789	6,58
Monoetilenoglicol	62,07	1116	9,31
Dietilenoglicol	106,00	1120	9,35
Trietilenoglicol	150,17	1126	9,40

Temperatura de
Formação de Hidrato -1,15 °C

SITUAÇÃO NÃO FORMA

3. 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Temperatura de Formação de Hidrato

Utilizando a correlação proposta por Safarmizrael (2015), foi possível calcular a temperatura de formação do hidrato a partir da densidade e pressão conhecida. A temperatura de formação de hidrato calculada foi de -1,15°C, bem longe da temperatura mínima 30°C que chegará durante o escoamento. Sabe-se então que não haverá formação de hidrato em momento algum na transferência. Como exemplo na Tabela 4.

Tabela 4: Cálculo da Temperatura de Formação do Hidrato

Variáveis Operacionais	Valor	Unidade
Vazão de Gás	0,80	MMm ³ /dia
Densidade	0,67	
Pressão na Plataforma	600,00	Kpa
Temperatura na Plataforma	35,00	°C
Pressão em T mínimo	500,00	Kpa
Tempertura Mínima Operação	30,00	°C
ΔT segurança	3,00	°C

3.1.1 Aplicação desenvolvida

A partir das condições operacionais, é possível prever a condição de formação de hidrato para diferentes pressões. Então foi gerado um gráfico dinâmico que a partir da temperatura de formação de hidrato (TFH) para a densidade do gás e pressão de operação (chamada de pressão central), calculasse também a TFH para 5 pressões acima e 5 abaixo dessa pressão central, definidas a partir de um ΔP que o usuário escolhe.

Por exemplo, na Tabela 5, a pressão central é a de operação (600 Kpa) e a TFH calculada foi de -1,15°C. O ΔP escolhido inicialmente foi de 100 Kpa, então serão calculadas 10 TFHs, 5 para pressões abaixo da central e 5 para pressões acima da central, separadas pelo ΔP de 100 Kpa.

Tabela 5. Variáveis da Curva de Hidrato

TFH	TFH seg	Pressão
-17,60	-14,60	100,00
-10,71	-7,71	200,00
-7,01	-4,01	300,00
-4,51	-1,51	400,00
-2,64	0,36	500,00
-1,15	1,85	600,00
0,08	3,08	700,00
1,13	4,13	800,00
2,04	5,04	900,00
2,84	5,84	1000,00



Além das TFHs calculadas, e a curva de formação de hidrato gerada, foi inserida uma variável chamada de ΔT seg, que é uma variação de temperatura definida também pelo usuário como um fator de segurança. A variável THF seg da tabela acima mostra então a temperatura calculada mais 3°C que foi inicialmente definido. Dessa forma o operador verá duas curvas de formação de hidrato e receberá um alarme quando a condição operacional instantânea (ponto vermelho) atingir a região entre as curvas de formação de hidrato e a de segurança, como mostra a Figura 1:

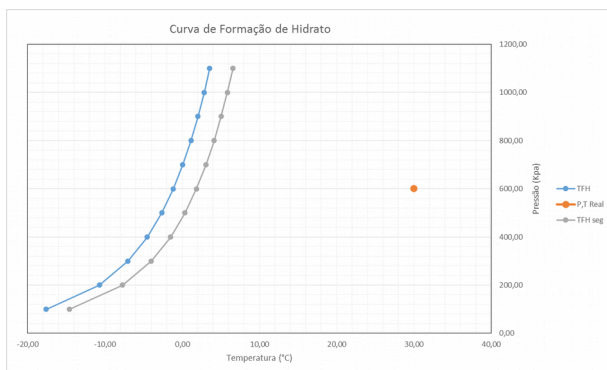


Figura 1. Curva de Formação de Hidrato da Aplicação

Para o caso dessa aplicação, o Excel possui um suplemento de comunicação com o PI e ele pode, na rede industrial da Petrobras, pegar os dados das unidades e colocar na planilha. Assim, com essa planilha da forma que está precisa apenas receber a composição do gás (ou a sua densidade) e os valores de 5 variáveis:

- Vazão do gás
- Pressão de saída da plataforma
- Temperatura de saída da plataforma
- Pressão quando a Temperatura é mínima
- Temperatura mínima por onde o fluido vai passar

Recebendo essas informações, aplicação consegue calcular:

- Massas de água dissolvida em dois pontos (P,T) de saída da plataforma, e (P,T) quando a temperatura é mínima;
- Massa de água a ser removida do gás
- Temperatura de formação do hidrato e sua curva de formação dinâmica e da condição de segurança
- Taxa de injeção do inibidor, a partir da escolha pela disponibilidade do usuário

3.2. Massas de água dissolvidas no gás natural

A etapa seguinte consistiu em calcular as massas de água dissolvida no gás natural nas condições de pressão e temperatura de saída da plataforma e na condição de menor temperatura utilizando o método de Sloan para temperaturas entre -40 a 0°C e o Modelo Termodinâmico Simplificado (STM) para temperaturas entre 0 e $37,8^{\circ}\text{C}$. A aplicação em Excel faz essa avaliação a partir das duas temperaturas informadas ou lidas pelo sistema e calcula pelo método na faixa de temperatura correta.

- Para a condição da saída da plataforma, $T=35^{\circ}\text{C}$, usa-se o Modelo Termodinâmico Simplificado (MTS), como apresentado na Tabela 6:

Tabela 6 :Cálculo de $W_{\text{H}_2\text{O}}$ no MTS para Pressão de saída da plataforma

Modelo Termodinâmico Simplificado - 0 a $37,8^{\circ}\text{C}$

T plat	35,00	$^{\circ}\text{C}$
T plat	308,15	K
P plat	0,70153	Mpa
R	8314	$\text{m}^3.\text{Mpa}/\text{mol}.\text{K}$
TFH	-1,15	$^{\circ}\text{C}$



Fugacidade 0,978415068

Estado de equilíbrio de gás líquido

Psw 0,0055 Mpa
V mol H₂O 0,0076 m³/mol

Estado de equilíbrio gás-sólido

Psw 0,0079 Mpa
V mol H₂O 19,7333 m³/mol
Psw calc 0,0055 Mpa
V H₂O calc 0,0076 m³/mol

WH₂O Plat 6130,17052 mg H₂O/m³

- b) Para a condição de Temperatura mínima, nesse caso 30°C, ver a Tabela 7.

Tabela 7: Cálculo de W_{H₂O} no MTS para a Temperatura mínima

Modelo Termodinâmico Simplificado - 0 a 37,8°C

T min 30,00 °C
T min 303,15 K
P, Tmin 0,60153 Mpa
R 8314 m³.Mpa/mol.K
TFH -1,15 °C
Fugacidade 0,980477429

Estado de equilíbrio de gás líquido

Psw 0,0042 Mpa
V mol H₂O 0,0055 m³/mol

Estado de equilíbrio gás-sólido

Psw 0,0057 Mpa

V mol H₂O 19,7221 m³/mol

Psw calc 0,0042 Mpa

V H₂O calc 0,0055 m³/mol

WH₂O

Tmin 5382,878367 mg H₂O/m³

3.3. Taxa de injeção de inibidor

Para finalizar a aplicação, ao atingir a região segurança e prevenir a formação de hidrato é necessário injetar um produto químico chamado inibidor de hidrato, onde os mais utilizados são álcoois (metanol ou etanol) ou glicóis: monoetilenoglicol (MEG), dietilenoglicol (DEG) e trietilenoglicol (TEG).

A aplicação permite escolher um dos cinco inibidores e utiliza suas propriedades individuais para calcular a taxa de injeção em galões por hora ou por dia. Para simular essa condição apenas a temperatura mínima foi diminuída para o mesmo gás de Ubarana, que ao invés de chegar a temperatura de 30°C, agora vai chegar a -2°C, para abaixo de -1,15° que era a TFH calculada.

Os resultados mostram (Tabela 8) que seria necessária a injeção de 281,4 gal/h do inibidor trietilenoglicol para baixar a TFH e manter a condição de escoamento sem a formação de hidrato.

Tabela 8: Cálculo da Vazão de Inibidor necessária

Variáveis	Valor	Unidade
Massa água P,T plat	6130,17	mg/Sm ³



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Massa água P,T min	594,71	mg/Sm ³
Conversor mg/m ³ -> lb/MMscf	0,06	-
Massa água P,T plat	382,81	lb/MMscf
Massa água P,T min	37,14	lb/MMscf
Água a ser removida do gás	345,67	lb/MMscf
Escolha do inibidor [1-5]	5,00	
Massa molar do Inibidor	150,17	g/mol
Massa específica do inibidor	9,40	ppg
KH do inibidor	4000,00	
ΔTh	1,53	°F
W saída do inibidor	65,00	% massa
W entrada do inibidor	75,00	% massa
% massa do Inibidor	5,42	% massa
W entrada a ser usada	75,00	% massa
I100	1685,15176	3 lb/MMscf
Massa da solução comercial	2246,9	lb/MMscf
Volume da solução comercial	239,0	gal/MMscf
Taxa de injeção de inibidor/h	281,4	gal/h

Taxa de injeção de inibidor/d	6753,0	gal/d
--	---------------	--------------

4. CONCLUSÃO

O cálculo da massa de água condensada do gás natural foi realizado a partir de dois modelos escolhidos previamente a partir de pesquisa bibliográfica e utilizados em faixas de temperatura e pressão em que eles se mostraram mais precisos.

O método de Sloan (1998) foi utilizado para temperaturas entre -40°C e 0°C, e o Modelo Termodinâmico Simplificado (Mohammadi et al, 2004) em temperaturas de 0 a 37,8°C. Ambos apresentaram resultados muito próximos dos encontrados em gráficos experimentais como o Mcketta (1958) e utilizados até hoje.

A temperatura de formação de hidrato foi calculada a partir de um modelo analítico proposto por Safarmizlael (2015) e também foi muito bem correlacionada com gráficos experimentais como o de Katz.

A taxa de injeção de inibidor utilizou as equações tradicionais de Hammerschmidt (1938) e apresentou os bons resultados já esperados. A diferença nesse trabalho foi que é possível escolher em um universo de 5 inibidores utilizados pela indústria, qual a taxa de injeção necessária para cada um, aumentando assim a aplicabilidade do trabalho.

Como resultado foi gerada a aplicação em Excel que recebe os dados de entrada da plataforma de produção, calcula as variáveis acima e gera a curva instantânea de formação de hidrato que é atualizada automaticamente se for conectada ao software Plant Information, utilizado nas plantas da Petrobras. Essa aplicação está disponível gratuitamente por email após contato com os autores.

Existe um grande potencial neste trabalho no caminho de entender, se antecipar e prevenir problemas de formação de hidratos

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

no escoamento de gás natural do sistema de produção para a unidade de processamento.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AMERIPOUR, S. AND M. BARRUFET, "Improved correlations predict hydrate formation pressures or temperatures for systems with or without inhibitors," J. Can. Pet. Technol., Vol. 48, 2009.
- BAHADORI, A. AND A. VUTHALURU, "A novel correlation for estimation of hydrate forming condition of natural gases," J. Nat. Gas. Chem., Vol. 18, 2009.
- BAHADORI, A., VUTHALURU, H.B., MOKHATAB, S., 2009. Rapid estimation of water content of sour natural gases. J. Jpn Petrol. Inst. 52, 270–274.
- BEHR, W.R., 1983. Correlation eases absorber-equilibrium-line calculations for TEG-natural gas dehydration. Oil Gas J., 96–98.
- CARROLL, J., Natural Gas Hydrates: A Guide for Engineers, 2nd Ed., Gulf Professional Publishing, Houston, Texas, 2009.
- ELGIBALY, A. A. AND A. M. ELKAMEL, "A new correlation for predicting hydrate formation conditions for various gas mixtures and inhibitors," Fluid Phase Equilib., Vol. 152, 1998.
- FROSTMAN, L.M., November 19–21, 2003. Low dosage hydrate inhibitor (LDHI) experience in deepwater. Paper Presented at the Deep Offshore Technology Conference, Marseille, France.
- HAMMERSCHMIDT, E. G., "Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines," Ind. Eng. Chem., Vol. 26, 1934.
- KOBAYASHI, R., K. Y. SONG, E. D. SLOAN AND H. B. BRADLEY, Petroleum Engineers Handbook, Society of Petroleum Engineers, 1987.
- LIN, Z., JUNMING, F., JIA, Z., LI, Q., LULING, L. 2014. Formula calculation methods of water content in sweet natural gas and their adaptability analysis. Natural Gas Industry B. v. 1, 144-149 p.
- LIN, Z., LULING, L., JIA, Z., LI, Q., JUNMING, F. 2015. Analytical methods to calculate water content in natural gas. Chemical Engineering Research and Design. v. 93, 148-162 p.
- MOHAMMADI, A.H., CHAPOY, A., RICHON, D., TOHIDI, B., 2004a. Experimental measurement and thermodynamic modeling of water content in methane and ethane systems. Ind. Eng. Chem. Res. 43, 7148–7162.
- MOHAMMADI, A.H., CHAPOY, A., TOHIDI, B., RICHON, D., 2004B. A semiempirical approach for estimating the water content of natural gases. Ind. Eng. Chem. Res. 43, 7137–7147.
- MOKHATAB, S., POE, W. A. processamento e Transmissão de Gás Natural. 1 ed. Rio de Janeiro. Elsevier, 2014
- MOTIEE, M., "Estimate possibility of hydrate," Hydrocarbon Processing, Vol. 70, 1991.
- ØSTERGAARD, K. K., B. TOHIDI, A. DANESH, A. C. TODD AND R. W. BURGASS, "A general correlation for predicting the hydrate-free zone of reservoir fluids," SPE Prod. Facil., Vol. 15, 2000.
- SAFARZAEI, M. Predict gas hydrate formation temperature with a simple correlation. Gas processing. Agosto-2015;
- SHARMA, S., CAMPBELL, J.M., 1969. Predict natural-gas water content with total gas usage. Oil Gas J., 136–137.
- SLOAN JR, E.D., 2000. Hydrate Engineering. SPE Monograph 21. Society of Petroleum Engineers (SPE) Publications, Richardson, TX, USA.
- TOWLER, B. F. AND S. MOKHATAB, "Quickly estimate hydrate formation conditions in natural gases," Hydrocarbon Processing, Vol. 84, 2005.
- ZAHEDI, G., Z. KARAMI AND H. YAGHOUBI, "Prediction of hydrate formation temperature by both statistical models and artificial neural network



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

approaches,” Energy Convers. Manage.,
Vol. 50, 2009

ZUO, J.Y., ZHANG, D.D., February 21–24,
1999. Gas hydrate formation in aqueous
solutions containing methanol and
electrolytes. Paper Presented at the
Laurance Reid Gas Conditioning
Conference, Norman, OK, USA.



[www.conepetro.com](http://www.conepetro.com.br)
.br

(83) 3322.3222
contato@conepetro.com.br